ANÁLISE DA REMOÇÃO DE CENTELHADORES DE BUCHAS DE TRANSFORMADORES BASEADO EM UM ESTUDO DE COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO DE SUBESTAÇÃO ISOLADA A AR

DANIEL C. VASCONCELOS, FERNANDO A. MOREIRA

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal da Bahia
Rua Aristides Novis, 02, 4º andar, Federação, Salvador-BA, 40210-630
danielcoelhov@gmail.com, moreiraf@ufba.br

Abstract—This work makes an analysis of the possible removal of the airgaps from the power transformer bushings in an air insulated substation through an insulation coordination study, for which the substation equipment and the transmission line are modeled using the ATP (Alternative Transients Program). Direct and indirect lightning strokes are applied to the substation and the transmission line and it is possible to quantify and characterize the overvoltages on the substation equipment in different scenarios and configurations. These scenarios are aimed at obtaining the resulting overvoltages with and without airgaps, in order to check if only the existing ZnO (zinc oxide) arresters are sufficient for the protection against overvoltages. The configurations are already designed to maximize the overvoltages so that the worst cases are analyzed. With the results, a statistical study of the incidence of these lightning strokes is carried out for each situation in order to quantify the risk and thus have sufficient information to make a decision regarding the removal of the airgaps.

Keywords—Insulation coordination, Electromagnetic transients, Lightning overvoltages, Surge arresters, Airgaps, ATP.

Resumo—Este trabalho faz uma análise da remoção dos centelhadores das buchas de transformadores de força numa subestação isolada a ar através de um estudo de coordenação de isolamento. Para isso são modelados os equipamentos da subestação e a linha de transmissão utilizando o ATP (*Alternative Transients Program), software* de transitórios eletromagnéticos de potência, em seguida são aplicadas descargas atmosféricas diretas e indiretas na subestação e na linha de transmissão sendo possível quantificar e caracterizar as sobretensões sobre os equipamentos da subestação em cenários e configurações diferentes. Esses cenários visam os resultados com e sem centelhadores, ou seja, se apenas os para-raios de ZnO (óxido de zinco) existentes são suficientes na proteção contra as sobretensões, já as configurações visam maximizar as sobretensões a fim de que os piores casos sejam analisados. Em posse dos resultados é realizado por fim um estudo estatístico de incidência dessas descargas atmosféricas para cada situação com o objetivo de quantificar o risco e com isso ter informações suficientes para uma tomada de decisão quanto a remoção dos centelhadores.

Palavras-chave—Coordenação de Isolamento, Transitórios Eletromagnéticos, Sobretensões atmosféricas, Para-raios, Centelhadores, ATP.

1 Introdução

Muitas das ocorrências de desligamento em sistemas de potência são devidas às sobretensões em algum ponto do processo de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, acarretando muitas vezes prejuízos na indústria, no comércio e para consumidores residenciais. Assim, a fim de se aumentar a confiabilidade,são realizados estudos de coordenação de isolamento para que o sistema, quando submetido a essas sobretensões, seja capaz de suportá-las sem que os equipamentos ou dispositivos tenham sua isolação comprometida e consequentemente entrem em falha.

As sobretensões são geradas por efeitos externos ao sistema elétrico, como descargas atmosféricas, ou pelo próprio sistema, como sobretensões internas causadas por manobras (Araujo e Neves, 2005). Não se pode evitar que descargas atmosféricas caiam diretamente sobre condutores dentro de uma subestação ou mesmo numa linha de transmissão, mas através da blindagem da subestação e da linha de transmissão, que consiste na utilização de condutores aterrados acima dos equipamentos e cabos energizados, interligando as estruturas dentro de uma subestação e protegendo os condutores de fase numa linha de transmissão, pode-se reduzir a incidência dessas descargas atmosféricas diretas.

Dentre os dispositivos utilizados para minimizar o efeito da sobretensão de uma descarga atmosférica dentro de uma subestação existem os para-raios e os centelhadores. Estes últimos são muito utilizados na proteção de transformadores de força e consistem de duas pontas metálicas (eletrodos) espaçadas sendo uma conectada à fase e a outra à terra e o meio isolante é o próprio ar. Devido a essa característica construtiva, possui inúmeras desvantagens, dentre elas, atuações indevidas causadas pelo pouso de pássaros, incapacidade de extinguir o arco elétrico na maioria das aplicações e solicitações severas na isolação entre espiras dos enrolamentos dos transformadores.

Diante disto, considerando o estudo de caso a ser apresentado a seguir, será analisada a possibilidade da remoção dos centelhadores das buchas de transformadores de força numa subestação isolada a ar através de um estudo de coordenação de isolamento.

2. Estudo de Caso

A subestação isolada a ar a ser modelada pertence a uma unidade de geração de energia elétrica com quatro grupos de geração de energia em ciclo combinado, três turbinas a gás e uma turbina a vapor, e eleva a tensão de 13,8 kV para 69 kV, sendo

a transmissão realizada em 69 kV por 6,42 km de linha de transmissão até outra subestação que pertence à concessionária de energia local. A unidade possui seis transformadores de força na subestação principal, quatro elevadores que estão conectados diretamente a cada gerador e dois abaixadores que alimentam um cliente interno da usina termelétrica. Os seis transformadores se conectam a um barramento duplo com interligação em 69 kV e deste saem dois *bays* de linha que vão para as duas linhas de transmissão. Os transformadores de força são divididos em TF1 (*bay* de geração da unidade um), TF2 (*bay* de geração da unidade dois), TF3 (cliente interno), TF4 (cliente interno), TF5 (*bay* de geração da unidade três) e TF6 (*bay* de geração da unidade quatro).

A Figura 1 representa a subestação. Essa subestação foi modelada no ATP (*Alternative Transients Program)* e contempla todo o nível de tensão em 69 kV e a linha de transmissão.

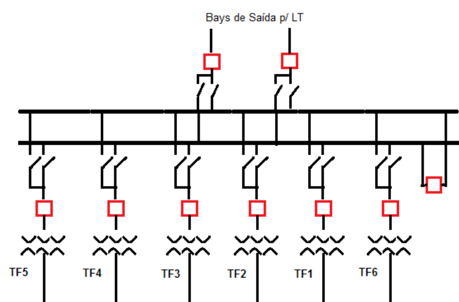


Figura 1– Representação simplificada da subestação a ser modelada como estudo de caso

3. Metodologia Aplicada

Os próximos itens descrevem, de forma sucinta, o modelo adotado para cada equipamento e componente pertencente à subestação e a linha de transmissão para realização da simulação. Na ausência de informações de fabricantes, valores típicos encontrados na literatura foram utilizados.

3.1 Transformadores de Força

Os valores de capacitância dos transformadores de força foram obtidos através de informações do fabricante, conforme segue na Tabela 1.

Tabela 1 - Capacitância em nF para terra dos transformadores de força da unidade

TF6	TF5	TF4	TF3	TF2	TF1
16,706	12,992	13,206	12,964	14,267	13,188

3.2 Disjuntores, Chaves Seccionadoras, Transformadores de Potencial e de Corrente

Devido a falta de informações junto ao fabricante para transformadores de potencial (TP) e de corrente (TC) foram utilizados valores típicos de 1300 pF e 800 pF, respectivamente (Greenwood, 1991). Para os disjuntores e chaves seccionadoras também foram considerados valores conforme literatura de 80 pF (Imece,1996).

3.3 Para-raios

A Figura 2 mostra a curva VxI gerada pelo ATP do para-raios ZnO (óxido de zinco) utilizado na subestação em estudo de caso. A fim de representar o cabo de descida do para-raios foi utilizada uma indutância equivalente a 4 μH e uma resistência de aterramento de 5 Ω. Neste trabalho foi utilizado o para-raios do tipo MOV (Type 92) no ATP.

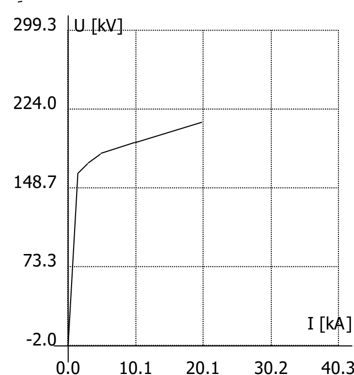


Figura 2 - V x I para-raios ZnO

3.4 Barramentos e conexões entre equipamentos

Foi considerado que todos os transformadores estão conectados apenas a um único barramento, pois na prática é isso que ocorre na unidade, uma vez que um barramento fica sempre desenergizado. O barramento, dessa forma, foi subdividido em vários trechos e modelado pelo bloco LCC do ATP, tipo *single core cable* através do modelo PI, os dados elétricos do barramento foram inseridos conforme projeto.

Como as interligações entre equipamentos envolvem pequenos trechos, os cabos estão sendo representados por indutâncias concentradas no valor de 1 μH/m, conforme recomendado na IEC 60071-4 (2004).

3.5 Linhas e Torres de Transmissão

As linhas de transmissão conectadas a subestação em estudo estão sendo modeladas pelo modelo J. Marti, que se encontra no bloco LCC, tipo *overhead line*. Esse modelo fornece maior precisão nos resultados, pois leva em consideração a natureza distribuída dos parâmetros e sua variação com a frequência. Aspectos como altura, comprimento do vão, flecha, espaçamento entre fases e resistência dos condutores são levados em consideração. A linha de transmissão possui tensão entre fases de 69 kV, cabo condutor tipo AAAC 465,4 MCM, CAIRO, formação 19 fios, seção 235,8 mm², circuito duplo,

sendo três fases por circuito, dois condutores por fase. A altura das torres é em média de 24 m, o comprimento do vão em média de 140 m e o espaçamento entre fases de 2,2 m. Os valores de resistência foram retirados de catálogos de fabricante. É utilizado um cabo para-raios por circuito, com diâmetro de 18,3 mm, tipo CAA 336,4 MCM, LINNET, formação 26/7, com ângulo médio de proteção de 30 graus. Os dados inseridos no modelo LCC com o objetivo de representar a geometria dos dois circuitos segue ilustrado na Figura 3.

	Ph.no.	Rin	Rout	Resis	Horiz	Vtower	Vmid	Separ	Alpha	NB
#		[cm]	[cm]	[ohm/km DC]	[m]	[m]	[m]	[cm]	[deg]	
1	1	0	0.995	0.142	0	22.25	19.47	26	0	2
2	2	0	0.995	0.142	0	20.05	17.27	26	0	2
3	3	0	0.995	0.142	0	17.85	15.07	26	0	2
4	4	0	0.995	0.142	4	22.25	19.47	26	0	2
5	5	0	0.995	0.142	4	20.05	17.27	26	0	2
6	6	0	0.995	0.142	4	17.85	15.07	26	0	2
7	7	0	0.9155	0.16996	0	24	21.22	0	0	1
8	8	0	0.9155	0.16996	4	24	21.22	0	0	1

Figura 3– Dados dos condutores e geometria inseridos no modelo LCC da linha de transmissão

A representação dos isoladores é feita através de capacitâncias concentradas no valor de 60 pF (Imece, 1997), enquanto a torre foi modelada por impedância de surto de 208,55 Ω. Esse valor foi encontrado utilizando a eq. 1(IEC 60071-4, 2004). Nessa equação, *h* corresponde a altura da torre e *r* ao raio de base da torre. A altura da torre é de 24 m e o raio de base de 1,05 m. É assumida uma velocidade de propagação de $3x10^8$ m/s.

$$Z = 60ln\ \frac{h\sqrt{2}}{r} \qquad (1)$$

Quanto à malha de aterramento da subestação e a resistência de aterramento de pé das torres, a modelagem ocorreu por meio de um resistor, com valor correspondente às respectivas resistências equivalentes. Para as resistências de aterramento de pé da torre foi considerado um valor aproximado de 15 Ω.

A fim de evitar reflexões indesejadas de onda nas extremidades das linhas, a solução adotada foi acrescentar 3 km no final da modelagem. Dessa forma evita-se o surgimento de sobretensões indevidas.

3.6 Descarga atmosférica e premissas para a modelagem

O surto atmosférico é um transitório de frente de onda rápida, os tempos de frente de onda e de cauda são de 1,2 e 50 µs, respectivamente, valores estes padronizados pela norma IEC 60071-1 de coordenação de isolamento. Esses tempos de subida e de descida na prática podem assumir valores diferentes, o que irá alterar os valores de sobretensão de pico encontrados neste trabalho.

Com relação às descargas diretas, são definidas como aquelas que atingem os cabos fase de uma linha de transmissão. A geometria de cabeça de torre é definida de modo que os raios que provocam sobretensões acima da suportabilidade do isolamento das cadeias sejam interceptados pelos cabos para-raios (ONS, 2013). Deste modo, só se admite falha de blindagem para correntes cujos valores resultem em sobretensões admissíveis pelos equipamentos e que não causem desligamento da linha. Foram calculados pelo modelo eletrogeométrico, o valor para descarga direta na subestação e na linha de transmissão da unidade em estudo. Na linha de transmissão foi encontrado um valor de 12,16 kA. Para um surto na subestação, pelo modelo eletrogeométrico foi encontrada uma corrente máxima de 5,68 kA.

As descargas indiretas são aquelas que atingem os cabos para-raios ou as torres da linha de transmissão. Elas podem também resultar em sobretensões que são capazes de causar um arco elétrico através da cadeia de isoladores, através do fenômeno conhecido como *backflashover*. Tal rompimento leva o surto de tensão a se propagar através dos cabos fase e, caso tenha ocorrido próximo à subestação, atingirá seus barramentos e equipamentos (ONS, 2013).

De acordo com a IEEE 1410 (*IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines*), o CFO (*critical impulse flashover voltage*) de isoladores de cerâmica é de 105 kV, onde em situações de umidade alta deve ser considerado um fator de 0,8. As cadeias de isoladores da subestação possuem 6 isoladores e da linha de transmissão possuem 5 isoladores, dessa forma o CFO será de 630 kV e de 525 kV, na subestação e na linha, respectivamente. Considerando a situação de umidade elevada, o CFO será de 504 kV e 420 kV, respectivamente.

3.7 Cenários Analisados

3.7.1 Cenário 1 – Sistema existente

Neste cenário, considera-se o sistema existente, com todos os para-raios de óxido de zinco (ZnO) e centelhadores mantidos na subestação.

3.7.2 Cenário 2 – Sistema sem os centelhadores

Neste cenário, considera-se o sistema com remoção dos centelhadores das buchas dos transformadores de força.

3.7.3 Cenário 3 – Sistema sem para-raios

Neste cenário, considera-se o sistema com remoção dos centelhadores das buchas dos transformadores e com remoção dos para-raios de óxido de zinco que estão próximos dos transformadores de força e nos *bays* das linhas de transmissão.

3.8 Configurações da Subestação Analisadas

Foram consideradas as configurações mais pessimistas para a subestação de modo a maximizar as sobretensões. Todas as configurações foram consideradas para cada cenário estudado. As Figura 4, 5 e 6 apresentam tais configurações. Os disjuntores preenchidos de preto significam que estão fechados e alimentam os equipamentos e os barramentos para cada configuração.

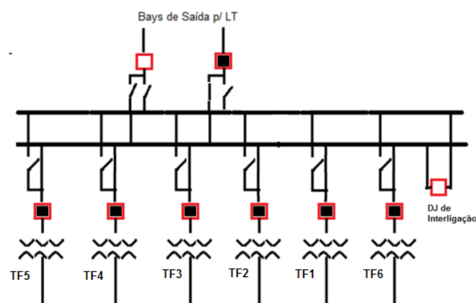


Figura 4 – Configuração 1: Subestação operando com uma única linha de transmissão e todos os transformadores através de um único barramento.

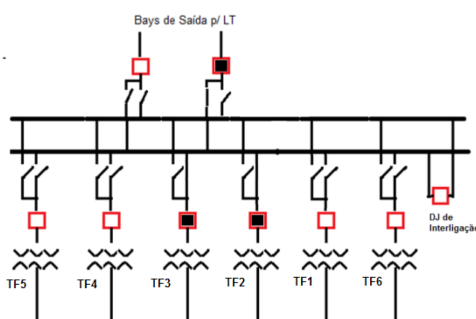


Figura 5– Configuração 2: Subestação operando com uma única linha de transmissão e dois transformadores através de um único barramento.

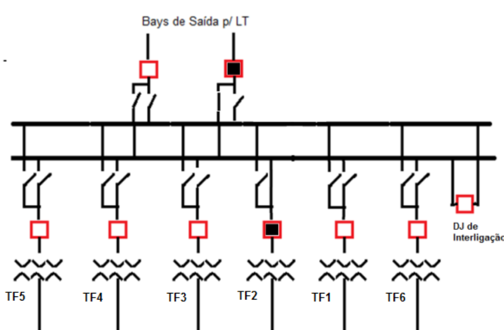


Figura 6 – Configuração 3: Subestação operando com uma única linha de transmissão e apenas um transformador através de um único barramento

4. Análise dos Resultados

As simulações foram realizadas considerando descargas diretas e indiretas na subestação e, em seguida, na linha de transmissão. Cada situação foi estudada levando em consideração todos os cenários e configurações apresentados anteriormente. Após as simulações e uma vez encontrados os valores das sobretensões, é realizado um estudo probabilístico a fim de analisar os riscos quanto a descargas que sejam capazes de gerar sobretensões nos equipamentos da subestação e principalmente que superem os limites de segurança de isolamento dos equipamentos. Com esses valores, é possível dimensionar o risco para servir de base para tomadas de decisão quanto à retirada dos centelhadores das buchas dos transformadores de força.

O nível básico de isolamento dos transformadores e demais equipamentos nesta subestação é de 350 kV e a partir deste valor foram calculadas as margens de segurança. A relação entre o nível básico de isolamento dos equipamentos e as sobretensões às quais eles estarão submetidos (margem de segurança) devem ser maiores ou igual a 1,15. Com isso, os valores máximos de solicitação permitidos para as isolações dos transformadores e dos demais equipamentos deverão ser iguais a 304 kV

4.1 Desrcargas Atmosféricas na Subestação

4.1.1 Descarga Atmosférica Direta na Subestação

Para o primeiro caso será considerado uma descarga atmosférica sobre as instalações da subestação, no *bay* do TF2 conforme pode ser observado na Figura 7.

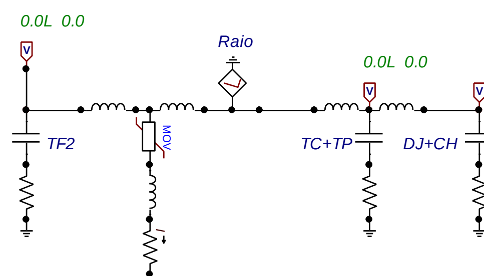


Figura 7 - Modelagem de descarga direta sobre os condutoresda subestação

Conforme já mencionado, para descargas diretas na subestação consideradas no local apresentado na figura 7 foi encontrado um valor máximo de 5,68 kA.

Na Tabela 2, seguem os resultados dos valores de pico para as sobretensões no transformador TF2, onde ocorreram as sobretensões mais elevadas na subestação

Tabela 2 – Resultado das sobretensões sobre o TF2 para Descarga Direta na Subestação no *Bay* do TF2

CONFIG.	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2	**CENÁRIO 3**
1	193,41	202,39	**335,77**
2	196,71	229,68	**412,79**
3	201,13	247,14	**489,56**

Pelos resultados apresentados na Tabela 2 podemos observar que apenas no cenário 3 os limites de sobretensão nos equipamentos da subestação foram ultrapassados, ou seja, removendo somente os centelhadores das buchas dos transformadores (cenário 2) fica garantido que para uma descarga direta na subestação apenas os para-raios ZnO já são capazes de proteger os equipamentos em todas as configurações analisadas.

4.1.2 Descarga Atmosférica Indireta na Subestação

Nesse caso, será considerada uma descarga atmosférica sobre a estrutura da subestação que fica entre o TC e o transformador de força 2 (TF2). Apesar de que essa descarga irá se propagar pelo cabo para-raios da subestação, para fins de modelagem não foi considerada a blindagem da subestação, e o surto, nesse caso, irá se propagar apenas pela torre em direção ao aterramento. Para modelar a disrupção da cadeia de isoladores e com isso encontrar o valor mínimo que provoca o *backflashover* nos condutores da subestação, no *bay* do TF2, conforme pode ser observado na Figura 8, a cadeia de isoladores foi modelada por uma chave de tensão controlada, com uma tensão de fechamento a partir de 504 kV, que representa o CFO da cadeia de isoladores.

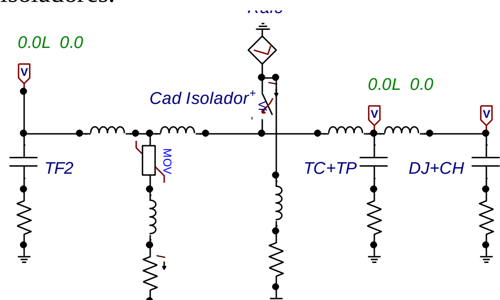


Figura 8 - Modelagem de descarga indireta sobre a subestação

Após a realização de diversas simulações foi encontrado que a partir de um valor de 25 kA de pico ocorre a disrupção da cadeia de isoladores. Dessa forma, os valores da Tabela 3 foram encontrados considerando uma descarga com esse valor de pico nesse ponto da subestação. Os maiores valores de sobretensão foram sobre o TC e o TP e são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3– Resultado das sobretensões sobre o TC+TP para Descarga indireta de 25 kA de pico na subestação no *Bay* do TF2

CONFIG	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2	CENÁRIO 3
1	196,86	196,86	201,78
2	215,14	215,14	223,49
3	230,35	230,35	240,2

Analisando os resultados acima apresentados pode ser observado que em nenhuma das situações é ultrapassado o limite de 304 kV. A corrente de descarga é superior quando comparado com o caso da descarga direta, mas ela não cai diretamente sobre o condutor. Há um divisor de corrente entre os condutores e equipamentos da subestação com a estrutura, cabos e aterramento onde o raio incide e, dessa forma, a corrente que incide sobre os condutores e equipamentos é inferior ao da descarga direta. Consequentemente, os valores das sobretensões sobre os equipamentos da subestação serão menores. Os valores para os cenários 1 e 2 também estão idênticos, pois a sobretensão sobre o transformador não é suficiente para atuação dos centelhadores.

Os resultados apresentados mostram que para o nível de corrente de 25 kA não há sobretensões que ultrapassam os 304 kV. No entanto, é necessário verificar para qual valor de descarga indireta é violado o limite estabelecido. Um detalhe importante é que a sobretensão não pode ser superior ao CFO da cadeia de isoladores em outros pontos a jusante e a montante da descarga, pois nesse caso o surto não irá se propagar. Dessa forma foram realizadas simulações no ATP aumentando-se os valores de corrente de descarga indireta para a configuração 3 e cenário 2 e observou-se que a partir de 30 kA de pico as sobretensões sobre os equipamentos do *bay* do TF2 são violadas e que até 65 kA não há sobretensões maiores que 504 kV a montante e a jusante, logo nessa faixa de corrente de 30 a 65 kA o surto irá se propagar.

Os valores da Tabela 4 foram encontrados considerando uma descarga com esse valor de pico de 30 kA nesse ponto da subestação. Os maiores valores de sobretensão foram sobre o TC e o TP para o cenário 1 e para os cenários 2 e 3 as maiores sobretensões foram sobre o TF2 e são apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 – Resultado das sobretensões sobre o TC+TP (Cenário 1) e TF2 (Cenários 2 e 3) para descarga indireta de 30 kA de pico na Subestação no *Bay* do TF2

CONFIG	CENÁRIO 1	**CENÁRIO** 2	**CENÁRIO 3**
1	242,03	286,78	**395,29**
2	261,52	299,24	**428,53**
3	273,75	**305,29**	**444,67**

Pelos resultados acima pode ser visto que nos cenários 2 e 3 há sobretensões que ultrapassam o limite de margem de segurança estabelecido neste trabalho. No entanto se faz necessário um estudo probabilístico para analisar os riscos quanto a possibilidade de a corrente exceder o valor de 30 kA e causar assim sobretensões que violem o limite de 304 kV, indo até 65 kA, pois além desse valor as sobretensões não se propagam ao longo da subestação.

4.1.3 Análise de Risco das Descargas Diretas e Indiretas na Subestação

Inicialmente será calculada a probabilidade de incidência de descargas na subestação, em seguida a probabilidade de incidência de descargas que podem

provocar sobretensões na subestação e por fim a probabilidade de incidências de descargas que podem provocar sobretenesões acima da suportabilidade dos equipamentos da subestação. A fim de estimar o risco de incidência de descargas diretas ou indiretas que possam causar tais sobretensões, pode-se calcular, de forma conservativa, o número de descargas que ocorrem por ano sobre a subestação.

A Equação 2 (Epri, 1982) permite que se estime esse número de descargas por 100 km por ano que atinge a linha, em função da altura média dos cabos pára-raios $\mathbf{H_{MEDPR}}$, da distância **b** entre os cabos para-raios e da densidade de descargas **Nd** por km² por ano:

$$N_1 = 0{,}1. N_d. (b + 4. H_{MEDPR}^{1{,}09}) \qquad (2)$$

Na região onde está instalada a subestação, a densidade de descargas atmosféricas para a terra (Nd) é de 0,4 descargas/km²/ano de acordo com informações coletadas do INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais). A altura média do cabo para-raios da subestação é de 9,6 m e a distância entre os cabos para-raios de 5 metros (b = 5). Com isso tem-se um número de descargas na linha igual a 2,81 por 100 km por ano. Como o *bay* da subestação possui cerca de 43,2 m, o número anual de descargas que incidem sobre o mesmo é igual a 0,0008998 descargas por ano ou 1 descarga a cada 1.111,4 anos.

Conforme apresentado anteriormente, a corrente mínima capaz de causar *backflashover* (I_{BF}) é de 25 kA de pico, ou seja, a partir desse valor é possível provocar sobretensões nos equipamentos da subestação por descarga indireta. Para descarga direta, através do modelo eletrogeométrico foi encontrado o valor de 5,7 kA de pico (I_C), ou seja, o valor máximo que pode atingir diretamente o cabo condutor da subestação. As correntes maiores que I_{BF} e menores que I_C são capazes de gerar sobretensões no interior da subestação, apesar de que para valores menores e iguais a I_C como já apresentado, não são capazes de gerar sobretensões que violem os limites estabelecidos neste trabalho.

O cálculo da probabilidade acumulada P, que representa a probabilidade de uma dada corrente de pico I ser excedida é dada pela eq. (3) (Epri,1982):

$$P = \frac{1}{1+\left(\frac{I}{31}\right)^{2,6}} \qquad para\ I \leq 200\ kA \text{.....(3)}$$

Com isso, a probabilidade do valor de I_{BF} ser excedido pode ser calculado, sendo igual a 63,63%. A probabilidade de o valor da corrente ser menor que I_C é igual a 1-P, logo igual a 1,21%.

O número de descargas por ano que poderão originar sobretensões na subestação é igual a N_2 que é dado pela eq. (4), onde P_T é igual à soma da probabilidade do valor de I_{BF} ser excedido e da probabilidade do valor da corrente ser menor que I_C: Dessa forma Pt é igual a 64,84%.

$$N_2 = \frac{1}{N_1.P_T} \qquad (4)$$

Com isso, tem-se um valor de N_2 igual a 0,0005816 descargas por ano ou uma descarga a cada 1.719,4 anos.

Apesar do resultado encontrado inicialmente de 1 descarga a cada 1.111,4 já ser bem baixo, quando calculado para descargas capazes de gerar sobretensões nos equipamentos da subestação, esse resultado é ainda menor: 1 descarga a cada 1.719,4 anos.

Como foi verificado para qual valor de descarga indireta é violado o limite estabelecido de 304 kV, utilizando a eq. (3) pode ser calculada a probabilidade da corrente de descarga superar os 30 kA e ser menor que os 65 kA e com isso gerar sobretensões que violem os limites de margem de segurança do NBI dos equipamentos da subestação. Aplicando a eq. (3) foi encontrado um valor de 45,5%, que, ao ser aplicado na eq. (4), leva a um valor de N_2 igual a 0,0004094 descargas por ano ou uma descarga a cada 2.442,7 anos, ou seja, uma probabilidade menor ainda quando comparado com a situação anterior de 1 descarga a cada 1.719,4 anos.

4.2 Descargas Atmosféricas na Linha de Transmissão

4.2.1 Descarga Direta na Linha de Transmissão

Para este caso, será considerada uma descarga atmosférica direta sobre a linha de transmissão. Pelo modelo eletrogeométrico para a torre de 24 m, o valor encontrado foi de 12,16 kA de pico. Nessa descarga está sendo considerado que a descarga incide na fase A (fase mais acima) da linha 2 e um curto monofásico pela fase A através do isolador é fechado na segunda estrutura, pois na primeira torre a probabilidade de ocorrência é menor devido à proximidade com a subestação e nesse caso o raio seria atraído pela blindagem da subestação. Nas estruturas 3 em diante os valores de sobretensões sobre os equipamentos da subestação são menores. A representação do circuito no ATP é mostrado na Figura 9.

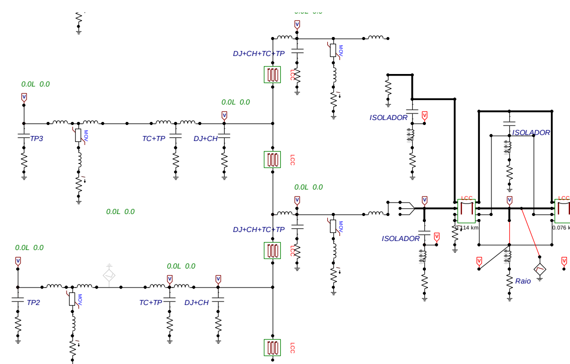


Figura 9 - Descarga atmosférica direta na LT na fase Ano primeiro vão da LT e a 114 metros da SE

Pela modelagem acima é possível observar que o *bay* da linha 2 está entre o *bay* do TF2 e o *bay* do TF3, dessa forma para um surto vindo da linha 2, os equipamentos que estão no *bay* da linha e esses dois *bays* serão os que sofrerão o maior impacto. A Tabela 5 mostra as sobretensões para os diferentes cenários e configurações para este caso.Verifica-se que os maiores níveis de sobretensão ocorrem sobre os equipamentos do *bay* da linha 2.

Tabela 5 – Resultado das sobretensões sobre os equipamentos do *bay* da linha 2 para descarga direta na fase A de 12,16 kA de pico no primeiro vão da linha de transmissão

CONFIG	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2	CENÁRIO 3
1	126,68	126,68	148,23
2	142,8	142,8	222,99
3	151,85	151,85	239,48

Pelos resultados acima pode ser mencionado que para correntes de descarga direta no primeiro vão da linha, que vão no máximo até 12,16 kA de pico conforme modelo eletrogeométrico, os cenários 1, 2 e 3 protegem os equipamentos da subestação quanto as sobretensões. Vale ressaltar que as sobretensões para o cenário 3 sobre os equipamentos do *bay* da linha 2 são tão elevadas quanto no *bay* do TF2, uma vez que o para-raios de ZnO do *bay* da linha foi removido. Logo, apenas os para-raios de ZnO, já garantem uma proteção para esse nível de corrente de descarga no primeiro vão da linha de transmissão e nos *bays*.

4.2.2 Descarga Indireta na Linha de Transmissão

A metodologia utilizada para estudo de descarga indireta foi a aplicação de um surto de corrente no topo da segunda torre. Após verificada a diferença de tensão entre o topo da torre e os condutores foi encontrado que a maior diferença ocorre na fase C (fase mais abaixo) e por isso está sendo fechado um curto monofásico nessa fase como pode ser observado na representação do circuito no ATP na Figura 10.

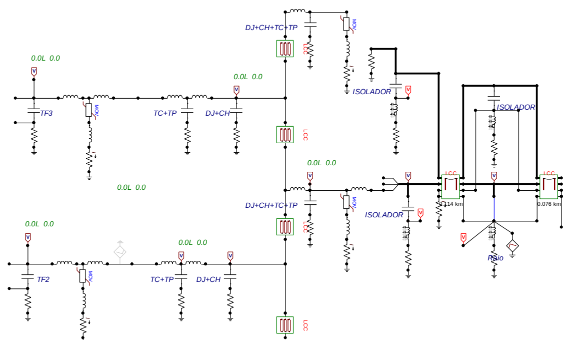


Figura 10 - Descarga atmosférica indireta na LT no primeiro vão da LT e a 100 metros da SE

O CFO da cadeia de isoladores da LT é de 420 kV e, dessa forma, foram realizadas simulações com o objetivo de primeiro encontrar a partir de qual valor de corrente de descarga ocorre uma diferença de tensão superior a 420 kV entre o condutor na fase C e o topo da torre. Para esse caso foi encontrado um valor de 25 kA. Em seguida foram realizadas simulações com o objetivo de encontrar o maior valor de pico de descarga na segunda torre de modo que a tensão nos condutores na primeira torre não seja superior a 420 kV e foi encontrado um valor de 50 kA de pico. Valores superiores a 50 kA não geram sobretensões que se propagam para o interior da subestação, já que superam o CFO dos isoladores na primeira torre. A Tabela 6 apresenta as maiores sobretensões que ocorrem sobre os equipamentos do *bay* da linha 2 para descarga indireta de 50 kA de pico na segunda torre da linha de transmissão.

Tabela 6 – Resultado das sobretensões sobre os equipamentos do *bay* da linha 2 para descarga indireta de 50 kA de pico na segunda torre da linha de transmissão.

CONFIG	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2	**CENÁRIO 3**
1	264,04	269,11	**641,69**
2	238,54	273,62	**1.297,8**
3	257,74	290,07	**1.304,2**

Pelos resultados apresentados na Tabela 6, os cenários 1 e 2 não geram sobretensões que violam o limite de 304 kV na subestação, logo o fato de os centelhadores serem removidos não influencia para que sobretensões muito elevadas surjam sobre os equipamentos da subestação. Nessa simulação, os equipamentos que sofrem o maior impacto da descarga são os que ficam no *bay* da linha 2 devido a maior proximidade com a descarga atmosférica. Comparando o cenário 2 com o cenário 3, pode ser observado que os para-raios de ZnO que ficam na entrada da subestação tem papel fundamental na proteção contra sobretensões que atingem a subestação pela linha de transmissão, pois no cenário 3, onde os centelhadores são removidos surgem sobrentesões muito altas e que ultrapassam os 304 kV. Como o CFO da cadeia de isoladores da subestação é de 504 kV, nessa situação do cenário 3 ocorreria disrupção na chegada desse surto na subestação ou até mesmo na primeira torre da linha de transmissão, mas para fins de análise e comparação não foi considerado, pois caso esse CFO fosse considerado o valor de 50 kA deveria ser reduzido com o objetivo de que as sobretensões que chegassem a subestação apenas para o cenário 3 fossem menores que 504 kV, no entanto o objetivo é remover apenas os centelhadores (cenário 2).

4.2.3 Análise de Risco das Descargas Diretas e Indiretas na Linha de Transmissão

Com isso é importante conhecer o risco de que haja uma incidência na linha de transmissão que resulte em sobretensões nos equipamentos da

subestação. A fim de estimar o risco de incidência de descargas diretas ou indiretas que podem causar tais sobretensões, pode-se calcular, de forma conservativa, o número de descargas que ocorre por ano sobre a linha.

Utilizando a equação 2 com a altura média do cabo para-raios da linha de transmissão que é de 24 m e a distância entre os cabos para-raios de 4 m (b = 4) é encontrado um número de descargas na linha igual a 5,3 por 100 km por ano. Como a linha de transmissão possui uma extensão de 6,42 km, o número anual de descargas que incidem sobre a mesma é igual a 0,34 descargas por ano ou 1 descarga a cada 2,95 anos.

Conforme apresentado anteriormente a corrente mínima capaz de causar *backflashover* (I_{BF}) é de 25 kA de pico, ou seja, a partir desse valor é possível causar sobretensões nos equipamentos da subestação por descarga indireta. Para descarga direta pelo estudo eletrogeométrico, foi encontrado o valor de 12,16 kA de pico (I_C), ou seja, o valor máximo que pode atingir diretamente o cabo condutor da linha de transmissão. As correntes maiores que I_{BF} e menores que I_C são capazes de gerar sobretensões no interior da subestação, apesar de que para valores menores e iguais a I_C e maiores que I_{BF} indo até 50 kA como já apresentado, não são capazes de gerar sobretensões que violem os limites estabelecidos neste trabalho.

O cálculo da probabilidade acumulada P, que representa a probabilidade de uma dada corrente I ser excedida é dada pela eq. (3). Utilizando essa equação pode ser encontrada a probabilidade do número anual de descargas que podem causar sobretensões nos equipamentos da subestação que incidem sobre a LT, sendo esse igual a 57,45%, logo 0,1953 descargas por ano ou 1 descarga a cada 5,12 anos.

Apesar dos resultados acima apresentados mostrarem a probabilidade de descargas atmosféricas na linha de transmissão serem altas, eles representam apenas as descargas que são capazes de gerar sobretensões. No entanto, como já discutido, descargas diretas com valores menores e iguais a 12,16 kA e descargas indiretas com valores maiores que 25 kA e menores que 50 kA não violam o limite de margem de segurança e dessa forma somente os para-raios de ZnO são capazes de proteger os equipamentos da SE.

5. CONCLUSÃO

A partir da análise dos resultados apresentados, foi verificado que apenas os para-raios ZnO da subestação são capazes de proteger os equipamentos para as descargas diretas e indiretas na linha de transmissão e diretas na subestação, pois nesses casos não há sobretensões que violem o valor de 304 kV. Já para a situação de uma descarga indireta na subestação, no cenário 2 (subestação sem centelhadores e com os para-raios ZnO) e configuração 3 (um único *bay* e uma única linha de transmissão operando) ocorreu essa violação. Com a realização do estudo probabilístico para essa situação, é possível dimensionar o risco, sendo encontrado um valor de 0,0004094 descargas por ano ou uma descarga a cada 2.442,7 anos, logo uma probabilidade de ocorrência muito baixa. Dessa forma, para essa subestação analisada é recomendada a retirada dos centelhadores das buchas dos transformadores de força, tendo em vista que os para-raios de óxido de zinco existentes são suficientes para garantir a proteção contra sobretensões de origem atmosférica.

Referências Bibliográficas

Araujo, A. E. A.; Neves, W. L. A. Cálculo de transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Energia, 1ª ed, Editora UGMG,2005.

Epri, "Transmission Line Reference Book – 345 kV and Above / Second Edition" – General Electric Co. Pittsfield, Mass. USA, 1982

Greenwood, A. Electrical Transients in Power Systems. 2 ed. New York: John Wiley & Sons, 1991.

IEC 60071-4 - Insulation co-ordination –Part 4:Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks. IEC/TR 60071-4:2004(E).

IEEE 1410 - Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines, 2010.

Imece, A. F. et. Al., Modeling Guidelines for Fast Front Transients, Report Prepared by the Fast Front Transients Task Force of the IEEE Modeling and Analysis of System Transients Working Group , Vol. 11, nº1, January 1996.

Imece, A. F. et. Al., Modeling Guidelines for Fast Front Transients, Report Prepared by the Fast Front Transients Task Force of the IEEE Modeling and Analysis of System Transients Working Group , December, 1997.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), Diretrizes oara a elaboração de projetos básicos para empreendimentos de transmissão, 2013.